

# ГЕОЛОГІЯ, РОЗВІДКА ТА ПРОМИСЛОВА ГЕОФІЗИКА НАФТОВИХ І ГАЗОВИХ РОДОВИЩ

УДК 550.832.44

## СПОСІБ ВИЗНАЧЕННЯ ІНТЕРВАЛЬНОГО ЧАСУ РОЗПОВСЮДЖЕННЯ ПОВЗДОВЖНЬОЇ ХВИЛІ В СКЕЛЕТІ ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ (на прикладі родовищ Східної частини та Північного борту Дніпровсько-Донецької западини)

<sup>1</sup>Г.О. Кашуба, <sup>2</sup>С.Є. Розловська<sup>1</sup>ТОВ "Надра інтегровані рішення", 04144, м. Київ, вул. Дубровицька, 28, тел. (044) 4304286, e-mail: [kashuball@mail.ru](mailto:kashuball@mail.ru)<sup>2</sup>ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 727125, e-mail: [pngg@pngg.edu.ua](mailto:pngg@pngg.edu.ua)

Визначення коефіцієнта гранулярної пористості є однією із основних задач свердловинної геофізики, яка розв'язується за даними окремо акустичних, радіоактивних, електричних методів каротажу, а також комплексного їх використання. Проте, акустичний каротаж продовжує залишатися основним методом визначення пористості гірських порід.

Для кількісної інтерпретації матеріалів акустичного каротажу використання рівняння середнього часу без відомостей про інтервальний час розповсюдження повздовжньої хвилі в скелеті породи практично неможливо. Параметр інтервального часу в скелеті породи для однотипних порід-колекторів змінюється в достатньо широких межах. Продemonстровано мінливість параметра інтервального часу розповсюдження повздовжньої хвилі в скелеті породи для однотипних порід-колекторів не тільки різних родовищ та стратиграфічних одиниць, але й різноглибинних відкладів одного віку. Використання узагальнених величин цього параметра може призвести до значних похибок під час визначення пористості. Тому на стадії оперативної інтерпретації за відсутності кернових даних виникає необхідність оцінки інтервального часу повздовжньої хвилі в скелеті породи для конкретних відкладів, які пройшла свердловина.

З метою оцінки зазначеного параметра розв'язано обернену задачу – для відомої пористості та інтервальних часів розповсюдження повздовжньої хвилі в породи та флюїді з рівняння середнього часу визначено інтервальний час в скелеті породи. Для визначення пористості порід застосовано метод електрометрії. Отримані значення інтервальних часів проходження хвилі в скелеті породи за даними електрометрії та акустичного каротажу практично збігаються з отриманими за коефіцієнтами пористості для керованого матеріалу.

Ключові слова: акустичний каротаж, коефіцієнт пористості, електрометрія, параметр пористості

Определение коэффициента гранулярной пористости является одной из основных задач скважинной геофизики, которая решается по данным отдельно акустических, радиоактивных, электрических методов каротажа, а также комплексного их использования. Тем не менее, акустический каротаж продолжает оставаться основным методом определения пористости горных пород.

Для количественной интерпретации материалов акустического каротажа использование уравнения среднего времени без сведений об интервальном времени распространения продольной волны в скелете породы практически невозможно. Параметр интервального времени в скелете породы для однотипных пород-коллекторов изменяется в достаточно широких пределах. В работе продемонстрирована изменчивость параметра интервального времени распространения продольной волны в скелете породы для однотипных пород-коллекторов не только различных месторождений и стратиграфических единиц, но и разно-

глубинных отложений одного возраста. Использование обобщенных величин этого параметра может привести к значительным погрешностям при оценке пористости. Поэтому на стадии оперативной интерпретации при отсутствии керновых данных возникает необходимость оценки интервального времени продольной волны в скелете породы для конкретных отложений, которые вскрыла скважина.

С целью оценки указанного параметра решена обратная задача – для известной пористости и интервальных времен распространения продольной волны в породе и флюиде по уравнению среднего времени определено интервальное время в скелете породы. Для определения пористости пород применяется метод электрометрии. Полученные значения интервального времени прохождения волны в скелете породы по данным электрометрии и акустического каротажа практически совпадают с определенными на керновом материале.

Ключевые слова: акустический каротаж, коэффициент пористости, электрометрия, параметр пористости

*Determination of the coefficient of granular porosity is one of the main objectives of borehole geophysics, which is solved separate according to acoustic, radioactive, electrical logging techniques, and integrated use of these methods. However, acoustic logging continues to be a major method of determining the porosity of the rock.*

*Application of time-average equation without information about interval time of the P-wave propagation in rock skeleton for a quantitative interpretation of materials acoustic logging is almost impossible. The parameter of interval time in the rock skeleton for similar reservoir-rocks varies over a wide range. In this work the variability of the parameter of interval time of P-wave in the rock skeleton for similar rocks not only of collectors of various deposits and stratigraphic units, but also of allopelagic sediments of the same age is demonstrated. Using of generalized values of this parameter can lead to significant errors in the estimation of porosity. Therefore, at the stage of operational interpretation in the absence of core data is necessary to assess the P-wave interval-time in the rock skeleton for specific sediment opened by well.*

*For this purpose, the inverse problem for a known porosity and P-wave interval-times in rock and fluid was solved to estimate of indicated parameter. The interval time in the rock skeleton was defined by the time-average equation. The electrologging method was chosen to determine the rock porosity. The obtained values of P-wave interval-time in rock skeleton according electrologging and acoustic logging data practically correspond to the core material*

Key words: acoustic logging, porosity factor, electrometer, porosity parameter.

### Вступ

Визначення коефіцієнта міжзернової (гранулярної) пористості ( $K_n$ ) є однією із основних задач свердловинної геофізики, яка розв'язується за даними окремо акустичних, радіоактивних, електричних методів каротажу, а також комплексного їх використання. Натомість, акустичний каротаж (АК) продовжує залишатися основним методом визначення пористості гірських порід.

В основі визначення коефіцієнта відкритої міжзернової пористості лежить твердження, що осадові породи є гетерогенними середовищами, які складаються із зерен мінералів та флюїдів у поровому просторі [1]. Властивості цих середовищ визначаються концентраціями окремих фаз, формою і зв'язком між фазами.

Найпростішим, на перший погляд, шляхом визначення коефіцієнта пористості є рівняння середнього часу [2, 3]

$$\Delta t_p = \Delta t_{ск} (1 - K_n) + \Delta t_{фл} K_n, \quad (1)$$

де  $\Delta t_{ск}$  – інтервальний час пробігу повздовжньої хвилі в непористому мінеральному скелеті;

$\Delta t_{фл}$  – інтервальний час пробігу повздовжньої хвилі у флюїді, який заповнює пори;

$K_n$  – коефіцієнт пористості, виражений в частках від одиниці.

Величина  $\Delta t_{фл}$  залежить від мінералізації пластової води, температури та ефективного тиску. Усі ці чинники враховуються у номограмах В.Н. Дахнова або при оцінці числових значень  $\Delta t_{фл}$  за відповідними формулами [4]. На сьогодні фізичне розуміння величини  $\Delta t_{фл}$  змінюється. Є роботи, в яких вказується, що величину  $\Delta t_{фл}$  слід розглядати як керовану, значення якої у породах різної насиченості близьке до

$\Delta t_{фл}$  для випадку насичення порід водою [5, 6]. Так, дійсно, величина  $\Delta t_{фл}$  у рівнянні середнього часу має фізичний зміст інтервального часу розповсюдження повздовжньої хвилі не у вільному флюїді (воді), а такому, який знаходиться у капілярах, а, відповідно, утримується електростатичними силами. Фізичне тлумачення та кількісне визначення цієї величини є окремим питанням та потребує додаткових досліджень, результати яких буде опубліковано в подальших роботах.

Інтервальний час розповсюдження пружних хвиль у скелеті гірської породи залежить від мінерального скелету, характеру розподілу цементу та пружних властивостей міжзернових контактів.

### Аналіз досліджень і публікацій

Загалом за експериментальними та статистичними даними застосування рівняння середнього часу є ефективним для оцінки міжзернової пористості при наступному поєднанні фізико-геологічних особливостей порід: тип пористості – гранулярний; величина коефіцієнта пористості – від одиниць до 20-30%; величина глинистості – не більше одиниць відсотків; пори породи заповнено водою; ефективний тиск – не менше 40 МПа [2].

Проте колекторські властивості розкритого свердловиною розрізу залежать від цілої низки факторів, які змінюються не тільки за площею (родовищем), а навіть у межах одних стратиграфічних відкладів у окремій свердловині. Врахування цих факторів є актуальною задачею і тому протягом десятиліть рівняння середнього часу доповнювали або вводили відповідні поправки: за глинистість, за глибину залягання

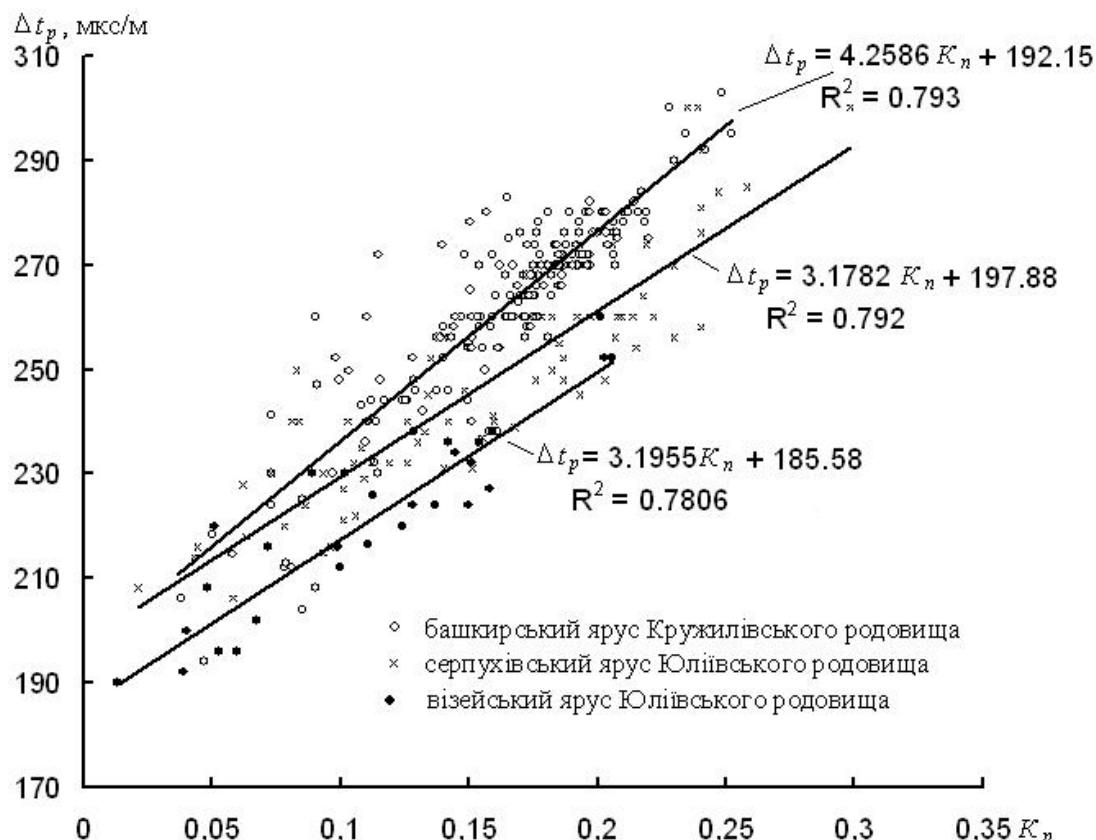


Рисунок 1 – Зв'язок  $K_n=f(\Delta t_p)$  для різних стратиграфічних відкладів Кружилівського та Юлівського родовищ

колектора, за характер насичення і т.д. Усі можливі реалізації рівняння середнього часу описані детально в літературі [1, 5, 7 та ін.]. На даний час відомо декілька десятків рівнянь, що пов'язують інтервальний час поширення повздовжньої хвилі та міжзернову пористість порід.

Натомість, для кількісної інтерпретації матеріалів акустичного каротажу використання рівняння середнього часу без відомостей про інтервальний час розповсюдження повздовжньої хвилі в скелеті породи ( $\Delta t_{ск}$ ) практично неможливо. Величина  $\Delta t_{ск}$  визначається літологічним типом породи і змінюється для кожного літотипу в досить широких межах: для доломітів – 126-143 мкс/м, для вапняків – 143-160 мкс/м, для пісковиків – 160-212 мкс/м [8].

У більшості випадків величина  $\Delta t_{ск}$  визначається шляхом екстраполяції рівняння лінійної залежності  $\Delta t=f(K_n)$  до осі інтервального часу за умови  $K_n=0$ . Величини інтервальних часів повздовжньої хвилі в скелеті породи для пісковиків різних родовищ та стратиграфічних одиниць, які залягають на різних глибинах, є різними. Вони залишаються постійною величиною на невеликому інтервалі розрізу. Експериментальні залежності коефіцієнта пористості від інтервального часу розповсюдження повздовжньої хвилі  $K_n=f(\Delta t_p)$ , які наведено в літературі [9, 4, 6, 10, 11, 3, 5, 12 та ін.], підтверджують факт зміни інтервального часу розповсюдження повздовжньої хвилі у скелеті порід-колекторів з глибиною.

### Виділення невирішених частин проблеми

Непредставницькі кернові дані окремих родовищ не дають можливості конкретно оцінити  $\Delta t_{ск}$  на кожному із них, хоча при їх об'єднанні демонструють загальну тенденцію зв'язку. З іншого боку, неврахування хоч і мізерних кернових даних, відібраних в межах конкретного родовища, а використання узагальнених величин інтервальних часів повздовжньої хвилі в скелеті породи може призвести до значних похибок при оцінці пористості.

### Ціль статті

На стадії оперативної інтерпретації, коли відсутні кернові дані, необхідно відпрацювати певний механізм (спосіб) оцінки інтервального часу повздовжньої хвилі в скелеті породи для конкретних відкладів, які пройшла свердловина.

### Висвітлення основних досліджень

Експериментальні залежності  $K_n=f(\Delta t_p)$ , які отримані нами, ще раз підтверджують зміну із глибиною інтервального часу розповсюдження повздовжньої хвилі у скелеті порід-колекторів (рисунок 1).

Крім того, для одних стратиграфічних відкладів для різних родовищ величина  $\Delta t_{ск}$  буде різною. Як приклад, на рисунку 2 для відкладів московського ярусу середнього карбону наведено двовірні зв'язки  $K_n=f(\Delta t_p)$  для різних ро-

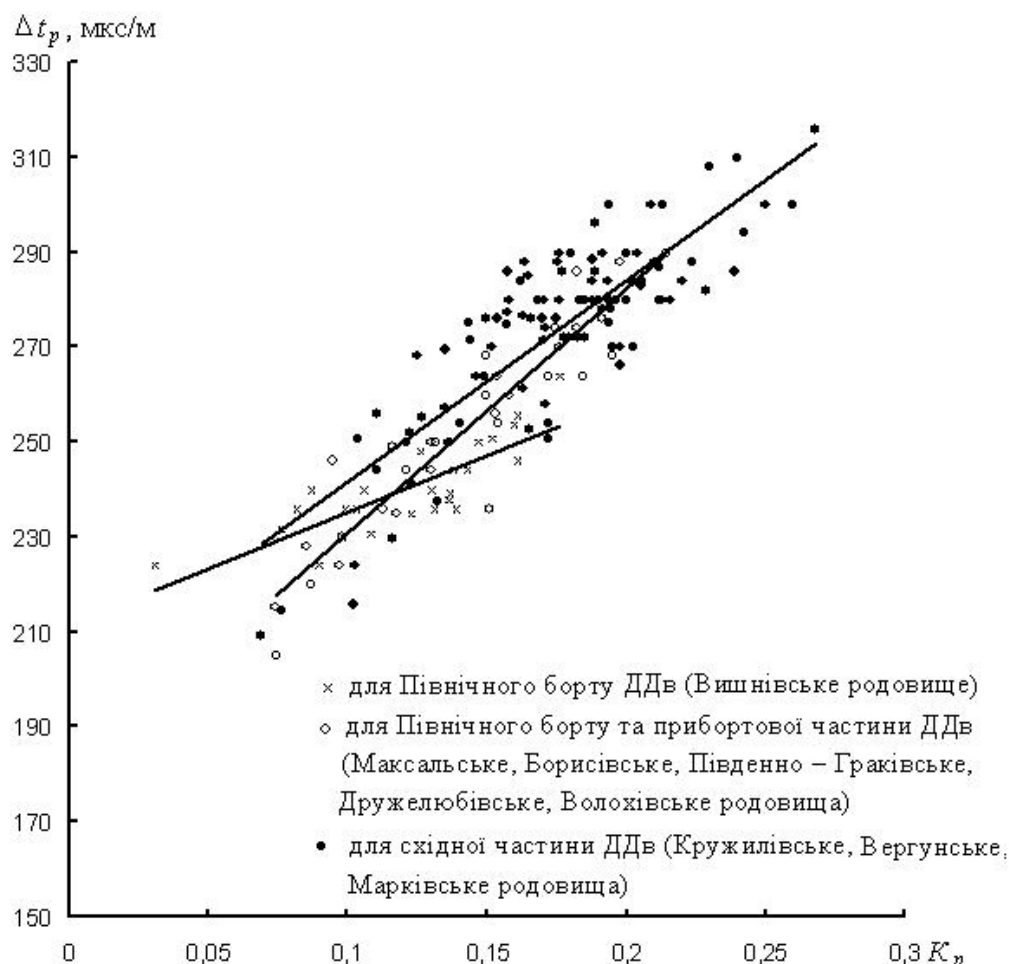


Рисунок 2 – Зв'язок  $K_n=f(\Delta t_p)$  для відкладів московського ярусу середнього карбону різних родовищ Північного борту та Східної частини ДДЗ

довищ Східної та Північноборткової частин ДДЗ:

для Східної частини ДДЗ (Кружилівське, Вергунське, Марківське родовища)

$$\Delta t_p = 423,33K_n + 200, R^2=0,6914, n = 67; (2)$$

для Північного борту та прибортової частини ДДЗ (Максальське, Борисівське, Південнограківське, Дружелюбівське, Волохівське родовища)

$$\Delta t_p = 513,36K_n + 180, R^2=0,8697, n = 43; (3)$$

для Північного борту ДДЗ (Вишнівське родовище).

$$\Delta t_p = 236,68K_n + 210, R^2=0,671, n = 25. (4)$$

Слід зауважити, що значення  $\Delta t_{ск}$ , за які відповідає вільний доданок у рівняннях (2–4) для кожного родовища є різними і змінюються в широких межах.

Згідно вищенаведених рівнянь напрошується висновок, що значення  $\Delta t_{ск}$  для одних стратиграфічних підрозділів та різних родовищ буде різним, причому його величина не повністю контролюється глибиною залягання відкладів за умови, що пласти-колектори залягають на глибинах до 3500 м. Розгляд таких даних для глибоких родовищ (більше 4000 м) дає підстави

стверджувати, що величина параметра  $\Delta t_{ск}$  для однакових стратиграфічних відділів є майже однакою та приймає значення, близькі до вказаних в літературі ( $\Delta t_{ск}= 168-172$  мкс/м). Чіткою ілюстрацією сказаного є рисунок 3, де показано зіставлення пористості, визначеної на керновому матеріалі, та інтервального часу розповсюдження повздовжньої хвилі для серпухівських відкладів Степового та Коломацького родовищ.

З метою оцінки інтервального часу для скелету пісковиків нами розв'язано обернену задачу – для відомої пористості та інтервальних часів розповсюдження повздовжньої хвилі в породі та флюїді з рівняння середнього часу (1) визначено інтервальний час розповсюдження повздовжньої хвилі в скелеті породи. Слід зауважити, що йдеться про відносно чисті, незаглизовані колектори. Обернена задача для визначення параметра  $\Delta t_{ск}$  може бути вирішена тільки за умови відомої пористості та величини  $\Delta t_{ф}$ . Якщо величину  $\Delta t_{ф}$  можна визначити для конкретних термобаричних умов за відповідними номограмами або відомими рівняннями [4, 9], то коефіцієнт пористості потрібно оцінювати за допомогою інших (не АК) методів геофізичних досліджень свердловин (ГДС).

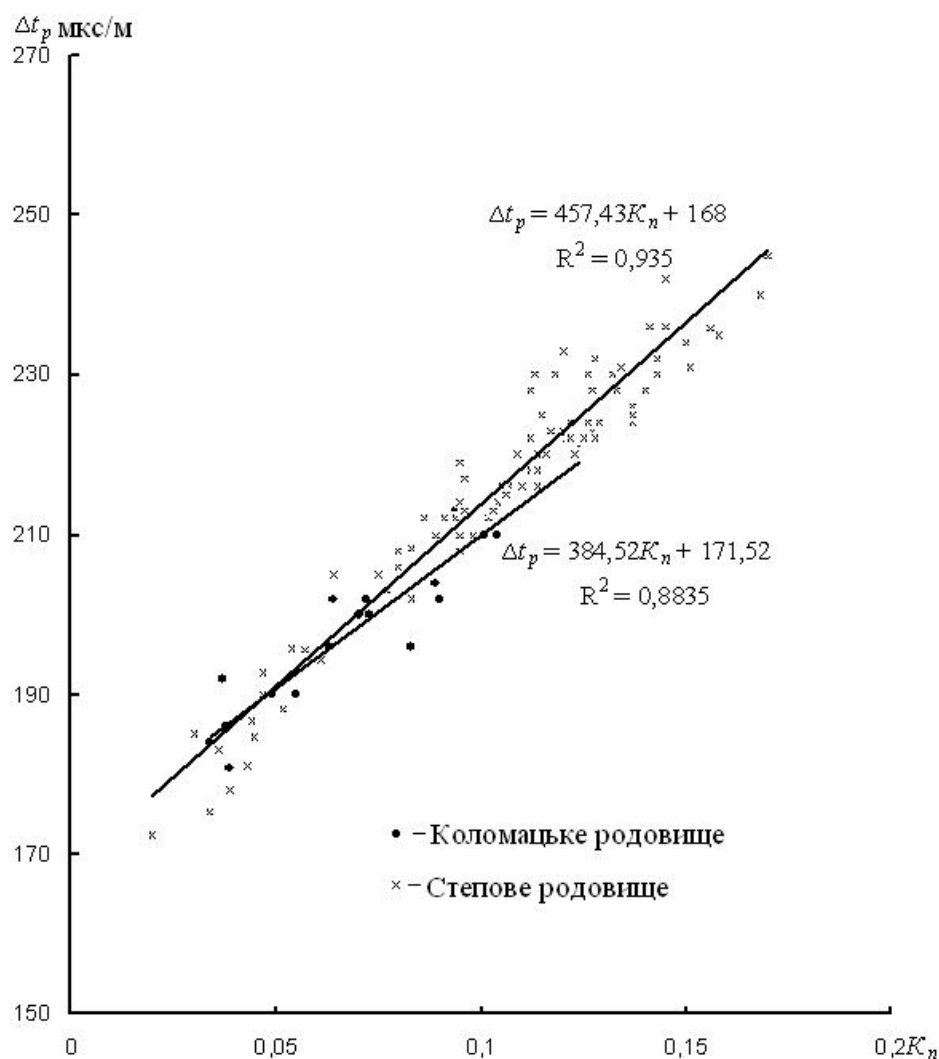


Рисунок 3 – Зіставлення пористості та інтервального часу розповсюдження повздовжньої хвилі для серпухівських відкладів Степового та Коломацького родовищ

З досвіду попередніх досліджень для визначення пористості порід нами обрано метод електрометрії [9, 6, 10]. Доцільність використання цього методу пояснюється наступним:

- практично завжди в розрізі наявні потужні, незаглинизовані, високопористі водоносні пласти-колектори;
- вищезгадані пласти-колектори класично виділяються за даними комплексу ГДС;
- наявні дані про питомий електричний опір пластових вод (отримані в результаті випробувань водоносних пластів та хімічного аналізу пластових вод).

Цим умовам відповідають відклади верхнього та середнього (московський та башкирський яруси) карбону, а частково – нижнього (серпухівський та візейський яруси) карбону для родовищ Східної частини та Північного борту ДДЗ. Для відкладів, де відсутні чисті високопористі водоносні пласти (ущільнені розрізи переважно спостерігаються у візейських відкладах), така задача розв'язується за допомогою радіоактивного каротажу (РК) [9, 11]. На користь такого вибору вказують наявність у розрізах чистих ущільнених пластів тієї ж літо-

логії, що і потенційні колектори. У таких умовах  $K_n$  за даними РК буде визначено достатньо точно.

Розглянемо більш детально визначення пористості високопористого водоносного пласта за даними електрометрії, а саме за методом питомого електричного опору (ПЕО). Щоб запобігти виникненню похибки при визначенні  $\Delta t_{ск}$  у розрізі свердловини для окремого стратиграфічного відділу, вибирають як мінімум два високопористі водоносні пласта. На кривих ГДС їм повинні відповідати [9]:

- найнижчі значення гамма каротажу для даного літотипу;
- найвищі значення параметра самочинної поляризації (ПС);
- додатній приріст на кривих мікрометодів;
- низькі значення ПЕО (набагато нижче вміщуючих порід) за даними бокового каротажного зондування (БКЗ);
- високі значення провідності за індукційним каротажем;
- високі значення інтервального часу розповсюдження повздовжньої хвилі.

Визначення  $K_n$  за даними питомого електричного опору породи зводиться до виконання наступних операцій.

Спершу отримують експериментальну залежність  $P_n=f(K_n)$ , де  $P_n$  – параметр пористості породи, який визначається

$$P_n = \frac{\rho_{en}}{\rho_v}, \quad (5)$$

де  $\rho_{en}$  – питомий електричний опір повністю водонасиченої породи;

$\rho_v$  – питомий опір води, яка насичує породу.

Ця залежність отримується шляхом спеціальних досліджень сукупності взірців керна, піднятих з порід-колекторів [9, 6, 10, 11]. Для реальних умов залежність параметра  $P_n$  від  $K_n$  описується емпіричним виразом

$$P_n = \frac{a}{K_n^m}, \quad (6)$$

де  $a$  і  $m$  – емпіричні величини, які є константами для конкретного типу відкладів.

Структурний показник  $m$  визначає вплив на параметр пористості ступеня консолідації порід і структури порового простору;  $a$  – постійний коефіцієнт, числове значення якого змінюється від 0,4 до 1,4.

Слід зауважити, що експериментальна залежність  $P_n=f(K_n)$ , для побудови якої потрібні дослідження керового матеріалу на площах, де ведеться пошукове буріння, відсутня. Тому в таких випадках для опису зв'язку між  $P_n$  і  $K_n$  використовують більш простий вираз  $P_n = K_n^{-m}$  [14]. З ускладненням структури порового простору величина  $m$  збільшується.

Наступним кроком визначення  $K_n$  є встановлення питомого електричного опору породи, яка повністю насичена пластовою водою. Для цього необхідні дані про питомий електричний опір води, який насичує породу в зоні дослідження геофізичними методами. У практиці ГДС ця величина апріорі відома за результатами випробувань водоносних пластів та з хімічного аналізу отриманих з них пластових вод. У разі відсутності таких даних її можна визначити за даними потенціалів самочинної поляризації [9] або за даними акустичного каротажу при відомому ПЕО вміщуючих глин [13]

$$\rho_v = \rho_{gl} \frac{\Delta t_{gl} - 230}{1650}, \quad (7)$$

де  $\rho_v$ ,  $\rho_{gl}$  – питомий електричний опір відповідно пластової води та вміщуючих глин (аргілітів), Ом·м;

$\Delta t_{gl}$  – інтервальний час розповсюдження повздовжньої хвилі у вміщуючих глинах (аргілітах), мкс/м.

Визначення  $K_n$  за питомим електричним опором водоносного колектора не може бути використана для продуктивних пластів-колекторів [11]. За даними бокового каротажного зондування, основна мета якого – дослідження розрізу свердловин зондами різної глибини, навпроти продуктивних пластів у більшості випадків отримують двошарові криві зонду-

вання, що вказує на відсутність зони проникнення або на дуже велику зону проникнення, межа якої знаходиться за зоною досліджень геофізичних методів. Хоча малоймовірно, щоб за оптимально вибраних умовах буріння (невеликих депресіях на пласт) зона проникнення складає більше 8,5 м (найбільший радіус дослідження зондом А8МІН).

Визначення  $K_n$  за питомим електричним опором зони проникнення використовується для достатньо однорідних продуктивних, неглинистих і слабоглинистих колекторів з проникністю більше 200–300 мД [9, 11]. Використання даного способу в теригенних колекторах із значною глинистістю (як розсіяною, так і шаруватою) доцільно тільки при глибокому проникненні фільтрату бурового розчину в колектор, коли характеристики колектора в зоні проникнення приблизно такі, як і в промитій зоні. Це можна забезпечити при великих депресіях на пласт, тобто за умов поганого розкриття продуктивного горизонту або у випадках, несприятливих для вивчення незмінної частини пласта. Якщо перша умова на практиці частково виконується, то друга має місце тільки у колекторах з погіршеними фільтраційно-ємнісними властивостями.

Що стосується визначення  $K_n$  за даними питомого електричного опору промитої зони, то слід звернути увагу, що даний спосіб використовується для теригенних і карбонатних колекторів з проникністю більше 100–200 мД [11]. При меншій проникності гірських порід промита зона відсутня і, як результат, отримуються занижені значення коефіцієнта пористості. Ще однією суттєвою причиною, яка вказує на неможливість визначення  $K_n$  даним способом, є те, що питомий електричний опір промитої зони  $\rho_{nz}$  визначається за допомогою мікрометодів, основною умовою використання яких при вирішенні цієї задачі є використання гідравлічних башмаків.

Отже, нами було встановлено експериментальну залежність  $P_n=f(K_n)$  та розв'язано сформульовану вище обернену задачу визначення інтервального часу розповсюдження повздовжньої хвилі в скелеті породи (таблиця 1).

### Аналіз отриманих результатів

Проаналізуємо результати визначення часу розповсюдження повздовжньої хвилі в скелеті породи за розв'язком оберненої задачі та експериментальними залежностями  $K_n=f(\Delta t_p)$ , наведеними вище.

Двомірне рівняння, отримане при аналізі зв'язків “кern – ГДС” для відкладів, наприклад Степового родовища, має вигляд (рисунк 3):

$$\Delta t_p = 457,43 K_n + 168. \quad (8)$$

Неважко побачити, що отримане значення  $\Delta t_{ck}=169$  мкс/м практично співпадає з тим, яке отримано при зіставленні коефіцієнта пористості, визначеного на керовому матеріалі, та  $\Delta t_p$  ( $\Delta t_{ck}=168$  мкс/м згідно з (5), див. рис. 3).

Таблиця 1 – Результати визначення інтервального часу розповсюдження повздовжньої хвилі в скелеті породи

Інтервал спостережень, м	Вхідні параметри	Розрахункові параметри		
		Параметр пористості породи $P_n$	Коефіцієнт пористості породи $K_n$	Інтервальный час в скелеті породи $\Delta t_{ск}$ , мкс/м
<b>Максальське родовище</b>				
1892,0–1896,0	ПЕО (БКЗ) 1,8 Омм; $\Delta t_P=264$ мкс/м; $\rho_8=0,03$ Омм; $t=72$ °С	35	0,170	<b>190</b>
1884,0–1888,0	ПЕО (БКЗ) 1,1 Омм; $\Delta t_P=260$ мкс/м; $\rho_8=0,03$ Омм; $t=72$ °С	22	0,200	<b>187</b>
1870,0–1884,0	ПЕО (БКЗ) 1,6 Омм; $\Delta t_P=260$ мкс/м; $\rho_8=0,03$ Омм; $t=72$ °С	33	0,175	<b>190</b>
<b>Кружилівське родовище</b>				
921,0– 944,0	ПЕО (БКЗ) 1,2 Омм; $\Delta t_P=290$ мкс/м; $\rho_8=0,062$ Омм; $t=34$ °С	20	0,200	<b>205</b>
<b>Вишнівське родовище</b>				
2717,0–2733,0	ПЕО (БКЗ) 1,8 Омм; $\Delta t_P=248$ мкс/м; $\rho_8=0,03$ Омм; $t=90$ °С	60	0,130	<b>200</b>
<b>Степове родовище</b>				
4986,2–4996,8	ПЕО (БКЗ) 1,8 Омм; $\Delta t_P=220$ мкс/м; $\rho_8=0,017$ Омм; $t=126$ °С	42	0,120	<b>169</b>

Аналогічні результати отримані й для інших розглянутих родовищ. Слід окремо зауважити, що у разі відсутності кернах даних для отримання зв'язку  $P_n=f(K_n)$  використовується класичне рівняння Арчі–Дахнова з підбором відповідних коефіцієнтів для конкретних геологічних умов [11].

### Висновок

Запропонований нами спосіб визначення інтервального часу розповсюдження повздовжньої хвилі в скелеті порід-колекторів є простим за використанням, надійним за відсутності кернах даних та з достатньою для практики точністю може використовуватися при оперативній інтерпретації даних ГДС з метою визначення коефіцієнта гранулярної пористості.

Універсалізація розглянутого підходу, звісно, вимагає подальшого опрацювання великої кількості свердловинних і кернах даних матеріалів з метою формулювання необхідних і достатніх умов його використання, обмежуючих критеріїв та граничних випадків недоцільності використання запропонованого у статті способу.

### Література

- 1 Методические указания по обработке и интерпретации материалов акустического каротажа нефтяных и газовых скважин / В. Ф. Козьяр, Д. В. Белоконов, Л. Н. Грубова и др. – М.: изд. ВНИИЯГТ, 1986. – 119 с.
- 2 Ивакин Б. Н. Акустический метод исследования скважин / Б. Н. Ивакин, Е. В. Карус, О. Л. Кузнецов. – М.: Недра, 1978. – 320 с.
- 3 Булатова Ж. М. Акустический каротаж / Ж. М. Булатова, Е. А. Волкова, Е. Ф. Дубров. – Л.: Недра, 1970. – 264 с.
- 4 Дахнов В. Н. Геофизические методы определения коллекторских свойств и нефтегазонасыщения горных пород / В. Н. Дахнов. – М.: Недра, 1975. – 344 с.
- 5 Козьяр В. Ф. Акустические исследования в нефтегазовых скважинах – состояние и направления развития / В. Ф. Козьяр, Д. В. Белоконов, Н. В. Козьяр, Н. А. Смирнов // Каротажник. – 1999. – Вып. 63. – С. 11–117.
- 6 Исследования в открытом стволе нефтяных и газовых скважин / Б. Ю. Вендельштейн, В. М. Ильинский, Ю. А. Лимберг, З. К. Кози-

на; под ред. Н. А. Савостьянова. – М.: Недра, 1984. – 230 с.

7 Авчан Г. М. Физические свойства осадочных пород при высоких давлениях и температурах / Г. М. Авчан. – М.: Недра, 1972. – 145 с.

8 Ищенко В. И. О возможностях комплексного использования акустических и нейтронных параметров по данным каротажа при оценке литологического типа пород / В. И. Ищенко // Ядерно-геофизические и геоакустические методы поисков и разведки полезных ископаемых. – М.: ОНТИ ВНИИЯГГ, 1975. – Вып.21. – С. 25-36.

9 Вендельштейн Б. Ю. Геофизические методы определения параметров нефтегазовых коллекторов (при подсчете запасов и проектировании разработки месторождений) / Б. Ю. Вендельштейн, Р. А. Резванов. – М.: Недра, 1978. – 318 с.

10 Интенберг С.С. Интерпретация результатов геофизических исследований разрезов скважин / С. С. Интенберг. – М.: Недра, 1972. – 312 с.

11 Методические рекомендации по определению подсчетных параметров залежей нефти и газа по материалам геофизических исследований скважин с привлечением результатов анализов керна, опробования и испытаний продуктивных пластов / Под. ред. Б. Ю. Вендельштейна, В. Ф. Козяра, Г. Г. Яценко. – Калинин: НПО “Союзпромгеофизика”. 1990. – 261 с.

12 Карпенко А. Н. Интерпретационная модель акустического каротажа (по  $\Delta T$ ) для песчано-алевритовых пород Бильче-Волицкой зоны Предкарпатского прогиба / А. Н. Карпенко // Геофизический журнал. – 2005. – № 4. – Т.27. – С. 626-635.

13 Сильвейн Дж. Пірсон Справочник по интерпретации данных каротажа. – М.: Недра, 1966. – 414 с.

14 Афанасьева В. С. Новая петрофизическая модель электропроводности терригенной гранулярной породы / В. С. Афанасьева, С. В. Афанасьева. – Тверь: НПП “ГЕРС”, 1993. – 28 с.

*Стаття надійшла до редакційної колегії  
15.10.14*

*Рекомендована до друку  
професором Федоришиним Д.Д.  
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)  
професором Максимчуком В.Ю.  
(Карпатське відділення Інституту геофізики  
ім. С.І.Субботіна НАН України, м. Львів)*